

## **8 - RESULTADOS DO ESTUDO DE SELETIVIDADE**

### **8.1 - Introdução.**

O presente trabalho tem por objetivo apresentar os ajustes para as proteções da planta da UTE COCAL II em 138 kV, tomando como referência o desenho “Cocal - *Diagrama Unifilar N. 0098I – 001 de 10/02/2009* “. O escopo de estudo visa apresentar os ajustes da proteção da interligação feita pelo Relé de distância da marca SEL – 421 para enxergar todos os tipos de defeitos no sistema de 138 kV, do relé SEL-787E para a proteção do transformador de 138/13.8 kV, da proteção da conexão feita pelo relé SEL-451 através das funções 27,59 e 81 respectivamente e da proteção diferencial de barras tipo SEL-487B, sendo todos de fabricação Schweitzer. Para tal, o presente relatório está dividido nas seguintes partes descritas a seguir :

### **8.1 - Introdução.**

### **8.2 - Proteção das Linhas de Transmissão de 138 kV.**

### **8.3 – Proteção da Barra de 138 kV(Entrada).**

### **8.4 – Proteção dos Transformadores de 138/13.8 kV.**

### **8.5- Proteção do Paralelo Concessionária – Indústria.**

### **8.6 - Gráficos e Figuras.**

### **8.7 - Tabelas de Ajustes.**

### **8.8 - Comentários Finais.**

Para tal será considerado um grupo de ajustes a ser analisado que é :

**Grupo 1(Ano de 2010)** : *Operação de 01 gerador (01 x 50 MVA) em paralelo com a concessionária com alimentação de duas linhas de 138 kV em operação normal. A demanda contratada aqui a ser considerada será de 23 MW.*

**Grupo 2(Ano de 2012)** : *Operação de 03 geradores (03 x 50 MVA) em paralelo com a concessionária com alimentação de duas linhas de 138 kV em operação normal. A demanda contratada aqui a ser considerada será de 64 MW.*

## 8.2 – Proteção das Linhas de Transmissão de 138 kV :

### 8.2.1 – Unidades de Distância :

#### 8.2.1.1 – Unidades de Distância : ( Terminal UTE Cocal).

#### ●● Linha(9500 - 1264 / UTE Cocal – SE Presidente Prudente ):

Para essa função adotam-se as seguintes informações a seguir :

Adotam-se para este item as seguintes relações de TC's e TP's listadas abaixo :

**RTC = 400/5 A = 80/1.**

**RTP = 138000/ 115 V = 1200/1.**

Para essa função de distância o relé SEL-421 possui até cinco unidades de medida, e para tal escolhe-se para os defeitos entre fases a unidade de medição com a característica **MHO**. Vão ser usados nesse caso 03 zonas no sentido direto e uma zona reversa para servir de back-up olhando para dentro da usina e outras linhas reversas inclusive os geradores e a barra de 13.8 kV conforme solicitado na documento E-EE – 1326/2008.

Logo :

**Defeito entre Fases :**

**Primeira Zona : (Z1P):**

Ajuste da Zona 1 :

**Impedâncias da Linhas : (Trechos)**

$$9500 \rightarrow 1264 = (10.19 + j26.69)(\Omega)$$

$$\text{Total : } 28.56(\Omega) \times 80 / 1200 \rightarrow 1.904 \Omega$$

Vai-se ajustar a Zona 1 para 70 % da linha em questão.

$$\text{Ajuste da Zona 1 : } Z1P = 1.904 \times 0.7 \rightarrow 1.33 \Omega$$

O ângulo de máximo torque será ajustado para o respectivo ângulo da Linha que é de :

$$\text{Arc}(\text{tg}) = 26.69 / 10.19 = 69.10 \text{ graus.}$$

Para essa condição não haverá temporização devendo essa zona atuar em esquema de PUTT(Permissive Underreaching Transfer-Trip) de forma direta também no disjuntor remoto da linha.

**Segunda Zona : ( Z2P)**

Ajuste da Zona 2 :

**Impedâncias da Linhas : (Trechos)**

$$9900 \rightarrow 6553 = ( 0.344 + j1.113)(\Omega)$$

$$6553 \rightarrow 1245 = (2.47 + j6.51)(\Omega)$$

$$1245 \rightarrow 1241 = ( 15 + j39.51) (\Omega) \times 0.2 = (3 + j7.9)(\Omega)$$

**\*\* Capturar 20 % a mais do maior valor calculado do trecho acima.**

$$\text{Total : } (5.81 + j15.52) \rightarrow 16.57(\Omega) \times 320 / 1200 \rightarrow 4.41 \Omega$$

O ângulo de máximo torque será ajustado para o respectivo ângulo da Linha que é de :

$$\text{Arc}(\text{tg}) = 15.52/5.81 = 69,47 \text{ graus.}$$

Para essa zona de sobrealcançe adota-se uma temporização de **400 ms.**

### **Terceira Zona :(Z4P)**

**Segunda Zona (Z4) :** Enxergar defeitos 2F até a barra 1241 .

Ajuste da Zona 4 :

#### **Impedâncias da Linhas : (Trechos)**

$$9900 \rightarrow 6553 = (0.344 + j1.113)(\Omega)$$

$$6553 \rightarrow 1245 = (2.47 + j6.51)(\Omega)$$

$$1245 \rightarrow 1241 = (15 + j39.51)(\Omega)$$

$$\text{Total : } (17.81 + j47.13) \rightarrow 50.38(\Omega) \times 320 / 1200 \rightarrow 13.43 \Omega$$

O ângulo de máximo torque será ajustado para o respectivo ângulo da Linha que é de :

$$\text{Arc}(\text{tg}) = 47.13/17.81 = 69.29 \text{ graus.}$$

Para essa zona de sobrealcançe adota-se uma temporização de **1,5 s.**

### **Terceira Zona :( Z3R)**

Ajusta-se a Zona 3 de forma reversa para enxergar internamente defeitos entre fases nas outras linhas de 138 kV(9900 → 1410(SE Limoeiro)).

Logo :

Ajuste de Z3R :

**Impedâncias da Linhas : (Trechos)**

$$9900 \rightarrow 6552 = (2.32 + j6.32)(\Omega)$$

$$6552 \rightarrow 1410 = (7.44 + j19.5)(\Omega)$$

$$\text{Total : } (9.76 + j25.82) \rightarrow 27.6(\Omega) \times 320 / 1200 \rightarrow \mathbf{7.36 \Omega}$$

O ângulo de máximo torque será ajustado para o respectivo ângulo da de 69,29 graus.

A respectiva temporização será de **2,5 s.** ( Estima-se esse tempo em condições esperadas de estabilidade para defeitos entre fases internos na planta).

**8.2.1.1.2 - Defeitos entre Fase e Terra :**

Para essa função de Proteção o relé REL670 possui até cinco unidades de medida de distância, mas devido ao esquema de ligação dos transformadores do tipo Dyn1 não haverá contribuição da Usina para defeitos à terra no circuito de 138 kV da Concessionária. Para manter-se a sensibilidade e garantir a abertura para esses defeitos também adotam-se aqui duas unidades quadrilaterais enxergando defeitos a frente e uma unidade quadrilateral para defeitos reversos tendo as unidades direcionais de seqüência zero(67N) como complemento para enxergar esse tipo de defeito.O critério aqui será o de enxergar a menor contribuição de seqüência zero para a topologia apresentada no estudo de curto-circuito.

**Primeira Zona : (Z1FT) : ( Característica Quadrilateral).**

Ajuste da Zona 1 :

**Impedâncias da Linhas : (Trechos)**

$$9900 \rightarrow 6553 = (0.344 + j1.113)(\Omega)$$

$$6553 \rightarrow 1245 = (2.47 + j6.51)(\Omega)$$

$$\text{Total : } (2.81 + j7.62) \rightarrow 8.12(\Omega) \times 320 / 1200 \rightarrow \mathbf{2.16 \Omega}$$

**Nota 4 :** Admite-se aqui uma resistência de falta  $R_f$  de até 30  $\Omega$  para um defeito típico de alta impedância no trecho acima citado.

Logo :

$$\text{Alcance Reativo : } 7.62 \times (0,7) \times 320 / 1200 \rightarrow \mathbf{1.42 \Omega}$$

$$\text{Alcance Resistivo : } (((2.81) \times 0,7) + 30) \times 320 / 1200 \rightarrow \mathbf{8.52 \Omega}$$

Para essa condição não haverá temporização devendo essa zona atuar em esquema de PUTT(Permissive Underreaching Transfer-Trip) de forma direta também no disjuntor remoto da linha.

**Segunda Zona : ( Z2FT) ( Característica Quadrilateral)**

Ajuste da Zona 2 :

**Impedâncias da Linhas : (Trechos)**

$$9900 \rightarrow 6553 = (0.344 + j1.113)(\Omega)$$

$$6553 \rightarrow 1245 = (2.47 + j6.51)(\Omega)$$

$$1245 \rightarrow 1241 = (15 + j39.51)(\Omega) \times 0.2 = (3 + j7.9)(\Omega)$$

**\*\* Capturar 20 % a mais do maior valor calculado do trecho acima.**

$$\text{Total : } (5.81 + j15.52) \rightarrow 16.57(\Omega) \times 320 / 1200 \rightarrow \mathbf{4.41 \Omega}$$

**Nota 5 :** Admite-se aqui uma resistência de falta  $R_f$  de até 30  $\Omega$  para um defeito típico de alta impedância nas linhas de 138 kV.

Logo :

Alcance Reativo :  $15.52 \times 320 / 1200 \rightarrow 4.13 \Omega$

Alcance Resistivo :  $(5.81 + 30) \times 320 / 1200 \rightarrow 13.81 \Omega$

A respectiva temporização será de **0,5 s.** ( Estima-se esse tempo em condições esperadas de estabilidade para defeitos a terra na planta).

### **Terceira Zona :( Z3FT - R)**

A zona 3 será backward com o objetivo de servir de backup para a proteção da mesma.

Ajuste de Z3FT-R :

#### **Impedâncias da Linhas : (Trechos)**

$$9900 \rightarrow 6552 = (2.32 + j6.32)(\Omega)$$

$$6552 \rightarrow 1410 = (7.44 + j19.5)(\Omega)$$

$$\text{Total : } (9.76 + j25.82) \rightarrow 27.6(\Omega) \times 320 / 1200 \rightarrow 7.36 \Omega$$

**Nota 6 :** Admite-se aqui uma resistência de falta  $R_f$  de até  $40 \Omega$  para um defeito típico de alta impedância trecho citado acima.

Logo :

Alcance Reativo :  $25.82 \times 320 / 1200 \rightarrow 6.88 \Omega$

Alcance Resistivo :  $(9.76 + 40) \times 320 / 1200 \rightarrow 20.42 \Omega$

A respectiva temporização será de **2,8 s.** ( Estima-se esse tempo em condições esperadas de estabilidade para defeitos a terra na planta).

### Quarta Zona :( Z4FT)

A zona 4 será forward com o objetivo de servir de backup para a proteção da mesma.

Ajuste de Z4FT :

#### Impedâncias da Linhas : (Trechos)

$$9900 \rightarrow 6553 = (0.344 + j1.113)(\Omega)$$

$$6553 \rightarrow 1245 = (2.47 + j6.51)(\Omega)$$

$$1245 \rightarrow 1241 = (15 + j39.51)(\Omega)$$

$$\text{Total : } (17.81 + j47.13) \rightarrow 50.38(\Omega) \times 320 / 1200 \rightarrow \mathbf{13.43 \Omega}$$

**Nota 7 :** Admite-se aqui uma resistência de falta  $R_f$  de até  $40 \Omega$  para um defeito típico de alta impedância nas linhas de 138 kV.

Logo :

$$\text{Alcance Reativo : } 47.13 \times 320 / 1200 \rightarrow \mathbf{12.56 \Omega}$$

$$\text{Alcance Resistivo : } ((17.81 + 40) \times 320 / 1200) \rightarrow \mathbf{15.41 \Omega}$$

A respectiva temporização será de **1,8 s.** ( Estima-se esse tempo em condições esperadas de estabilidade para defeitos a terra na planta).

Para complementar as funções MHO e quadrilaterais acima para os defeitos entre fases e fase-terra vamos ajustar as funções de sobrecorrente direcional de fase(67) e de sequencia zero também(67N).

As unidades acima deverão possuir os seguintes ajustes :

●● Função Direcional de Fase ( 67)

**Unidades Direcionais Forward :**

**Instantânea :**

→ ( Enxergar até um defeito 2F com até 70 % da linha 9900 → 1245(PFerreira) e geração mínima na Usina para se obter a menor corrente de defeito).

Defeito 2F na barra 1245 = 1943 A

\*\* Para a condição do terminal PFerreira aberto e um defeito 2F a 80 % do terminal UTE Ferrari.

Logo :

$I_{cc2F} = 1943 \text{ A}$ .

Pick -UP →  $1943 / 1600 = 121 \%$  de  $I_b$ .

Timer da função(67) → **30 ms.**

Temporizada :

Curve Type → IEC Normal Inverse.

Pick - UP (Adota-se aqui a capacidade da LT que é em torno de 800 A).

Logo :  $800 / 1600 = 50 \%$  de Ib.

Para se ajustar o TD usa-se a curva acima com uma corrente de defeito 2F de 1598 A na barra de Porto Ferreira, obtendo-se um valor de 0,05 s.

●● Função Direcional de Neutro ( 67N)

**Unidades Direcionais Forward :**

**Instantânea :**

→ ( Enxergar até um defeito 1F com até 70 % da linha 9900 → 1245(PFerreira) e geração mínima na Usina para se obter a menor corrente de defeito).

Defeito 1F na barra 1245 = 1170 A

\*\* Para a condição do terminal PFerreira aberto e um defeito 1F a 80 % do terminal UTE Ferrari.

Logo :

Pick -UP →  $1170 / 1600 = 73 \%$  x Ib.

Timer da função(67) → 30 ms.

Temporizada :

Curve Type → IEC Normal Inverse.

Pick – UP (Adota-se aqui 30 % da capacidade da LT que é em torno de 800 A).

Logo :  $240 / 1600 = 15 \% \times Ib$ .

Para se ajustar o TD usa-se a curva acima com uma corrente de defeito 1F de 1204 A na barra de Porto Ferreira, obtendo-se um valor de 0,11 s.

**Obs : Toma-se como referência para esses ajustes que a corrente Ibase indicada no catálogo do relé em pauta se refere literalmente as correntes primárias ou secundárias indicadas nos tc's em questão.**

**●● Linha(9900 - 1410 / UTE Ferrari – SE Limoeiro):**

Para essa função adotam-se as seguintes informações a seguir :

Adotam-se para este item as seguintes relações de TC's e TP's listadas abaixo :

**RTC = 1600/5 A = 320/1.**

**RTP = 138000/ 115 V = 1200/1.**

Para essa função de distância o relé REL-670 possui até cinco unidades de medida, e para tal escolhe-se para os defeitos entre fases a unidade de medição com a característica **MHO**. Vão ser usados nesse caso 03 zonas no sentido direto e uma zona reversa para servir de back-up olhando para dentro da usina e outras linhas reversas inclusive os geradores e a barra de 13.8 kV conforme solicitado na documento E-EE – 1326/2008.

Logo :

**Defeito entre Fases :**

**Primeira Zona : (Z1P):**

Ajuste da Zona 1 :

**Impedâncias da Linhas : (Trechos)**

$$9900 \rightarrow 6552 = (2.32 + j6.32)(\Omega)$$

$$6552 \rightarrow 1410 = (7.44 + j19.5)(\Omega)$$

$$\text{Total : } (9.76 + j25.82) \rightarrow 27.6(\Omega) \times 320 / 1200 \rightarrow \mathbf{7.36 \Omega}$$

Vai-se ajustar a Zona 1 para 70 % da linha em questão.

$$\text{Ajuste da Zona 1 : } Z1P = 7.36 \times 0.7 \rightarrow \mathbf{5.15 \Omega}$$

O ângulo de máximo torque será ajustado para o respectivo ângulo da Linha que é de :

$$\text{Arc}(\text{tg}) = 7.62 / 2.81 = \mathbf{69.29 \text{ graus.}}$$

Para essa condição não haverá temporização devendo essa zona atuar em esquema de PUTT(Permissive Underreaching Transfer-Trip) de forma direta também no disjuntor remoto da linha.

**Segunda Zona : ( Z2P)**

Ajuste da Zona 2 :

**Impedâncias da Linhas : (Trechos)**

$$9900 \rightarrow 6552 = (2.32 + j6.32)(\Omega)$$

$$6552 \rightarrow 1410 = (7.44 + j19.5)(\Omega)$$

$$1410 \rightarrow 1245 = (15.37 + j46.77)(\Omega) \times 0.2 = (3.07 + j9.35)(\Omega)$$

**\*\* Capturar 20 % a mais do maior valor calculado do trecho acima.**

$$\text{Total : } (12.83 + j35.17) \rightarrow 37.43(\Omega) \times 320 / 1200 \rightarrow \mathbf{9.98 \Omega}$$

O ângulo de máximo torque será ajustado para o respectivo ângulo da Linha que é de :

$$\text{Arc}(\text{tg}) = 26.48/10.06 = \mathbf{69,95 \text{ graus.}}$$

Para essa zona de sobrealcance adota-se uma temporização de **400 ms.**

**Terceira Zona :(Z4P)**

**Segunda Zona (Z4) :** Enxergar defeitos 2F até a barra 1245 .

Ajuste da Zona 4 :

**Impedâncias da Linhas : (Trechos)**

$$9900 \rightarrow 6552 = (2.32 + j6.32)(\Omega)$$

$$6552 \rightarrow 1410 = (7.44 + j19.5)(\Omega)$$

$$1410 \rightarrow 1245 = (15.37 + j46.77)(\Omega)$$

$$\text{Total : } (25.13 + j72.59) \rightarrow 76.81(\Omega) \times 320 / 1200 \rightarrow \mathbf{20.48 \Omega}$$

O ângulo de máximo torque será ajustado para o respectivo ângulo da Linha que é de :

$$\text{Arc}(\text{tg}) = 29.15/11.3 = \mathbf{70.9 \text{ graus.}}$$

Para essa zona de sobrealcance adota-se uma temporização de **1,5 s.**

**Terceira Zona :( Z3R)**

Ajusta-se a Zona 3 de forma reversa para enxergar internamente defeitos entre fases nas outras linhas de 138 kV(9900 → 1245(SE Porto Ferreira)).

Logo :

Ajuste de Z3R :

**Impedâncias da Linhas : (Trechos)**

$$9900 \rightarrow 6553 = (0.344 + j1.113)(\Omega)$$

$$6553 \rightarrow 1245 = (2.47 + j6.51)(\Omega)$$

$$\text{Total : } (2.81 + j7.62) \rightarrow 8.12(\Omega) \times 320 / 1200 \rightarrow \mathbf{2.16 \Omega}$$

O ângulo de máximo torque será ajustado para o respectivo ângulo da de 69,75 graus.

A respectiva temporização será de **2,5 s.** ( Estima-se esse tempo em condições esperadas de estabilidade para defeitos entre fases internos na planta).

**8.2.1.1.2 - Defeitos entre Fase e Terra :**

Para essa função de Proteção o relé REL670 possui até cinco unidades de medida de distância, mas devido ao esquema de ligação dos transformadores do tipo Dyn1 não haverá contribuição da Usina para defeitos à terra no circuito de 138 kV da Concessionária. Para manter-se a sensibilidade e garantir a abertura para esses defeitos também adotam-se aqui duas unidades quadrilaterais enxergando defeitos a frente e uma unidade quadrilateral para defeitos reversos tendo as unidades direcionais de seqüência zero(67N) como complemento para enxergar esse tipo de defeito.O critério aqui será o de enxergar a menor contribuição de seqüência zero para a topologia apresentada no estudo de curto-circuito.

**Primeira Zona : (Z1FT) : ( Característica Quadrilateral).**

Ajuste da Zona 1 :

**Impedâncias da Linhas : (Trechos)**

$$9900 \rightarrow 6552 = (2.32 + j6.32)(\Omega)$$

$$6552 \rightarrow 1410 = (7.44 + j19.5)(\Omega)$$

$$\text{Total : } (9.76 + j25.82) \rightarrow 27.6(\Omega) \times 320 / 1200 \rightarrow \mathbf{7.36 \Omega}$$

Vai-se ajustar a Zona 1 para 70 % da linha em questão.

**Nota 8 :** Admite-se aqui uma resistência de falta  $R_f$  de até 30  $\Omega$  para um defeito típico de alta impedância no trecho acima citado.

Logo :

$$\text{Alcance Reativo : } 25.62 \times (0,7) \times 320 / 1200 \rightarrow \mathbf{4.78 \Omega}$$

$$\text{Alcance Resistivo : } (((9.76) \times 0,7) + 30) \times 320 / 1200 \rightarrow \mathbf{9.82 \Omega}$$

Para essa condição não haverá temporização devendo essa zona atuar em esquema de PUTT(Permissive Underreaching Transfer-Trip) de forma direta também no disjuntor remoto da linha.

**Segunda Zona : ( Z2FT) ( Característica Quadrilateral)**

Ajuste da Zona 2 :

**Impedâncias da Linhas : (Trechos)**

$$9900 \rightarrow 6552 = (2.32 + j6.32)(\Omega)$$

$$6552 \rightarrow 1410 = (7.44 + j19.5)(\Omega)$$

$$1410 \rightarrow 1245 = (15.37 + j46.77)(\Omega) \times 0.2 = (3.07 + j9.35)(\Omega)$$

**\*\* Capturar 20 % a mais do maior valor calculado do trecho acima.**

$$\text{Total : } (12.83 + j35.17) \rightarrow 37.43(\Omega) \times 320 / 1200 \rightarrow 9.98 \Omega$$

**Nota 9 :** Admite-se aqui uma resistência de falta  $R_f$  de até 30  $\Omega$  para um defeito típico de alta impedância nas linhas de 138 kV.

Logo :

$$\text{Alcance Reativo : } 35.17 \times 320 / 1200 \rightarrow 9.37 \Omega$$

$$\text{Alcance Resistivo : } (12.83 + 30) \times 320 / 1200 \rightarrow 11.42 \Omega$$

A respectiva temporização será de **0,5 s.** ( Estima-se esse tempo em condições esperadas de estabilidade para defeitos a terra na planta).

### **Terceira Zona :( Z3FT - R)**

A zona 3 será backward com o objetivo de servir de backup para a proteção da mesma.

Ajuste de Z3FT-R :

#### **Impedâncias da Linhas : (Trechos)**

$$9900 \rightarrow 6553 = ( 0.344 + j1.113)(\Omega)$$

$$6553 \rightarrow 1245 = (2.47 + j6.51)(\Omega)$$

$$\text{Total : } (2.81 + j7.62) \rightarrow 8.12(\Omega) \times 320 / 1200 \rightarrow 2.16 \Omega$$

**Nota 10 :** Admite-se aqui uma resistência de falta  $R_f$  de até 40  $\Omega$  para um defeito típico de alta impedância trecho citado acima.

Logo :

$$\text{Alcance Reativo : } 7.62 \times 320 / 1200 \rightarrow 2.03 \Omega$$

$$\text{Alcance Resistivo : } (2.81 + 40) \times 320 / 1200 \rightarrow 11.41 \Omega$$

A respectiva temporização será de **2,8 s.** ( Estima-se esse tempo em condições esperadas de estabilidade para defeitos a terra na planta).

#### **Quarta Zona :( Z4FT)**

A zona 4 será forward com o objetivo de servir de backup para a proteção da mesma.

Ajuste de Z4FT :

##### **Impedâncias da Linhas : (Trechos)**

$$9900 \rightarrow 6552 = (2.32 + j6.32)(\Omega)$$

$$6552 \rightarrow 1410 = (7.44 + j19.5)(\Omega)$$

$$1410 \rightarrow 1245 = (15.37 + j46.77)(\Omega)$$

$$\text{Total : } (25.13 + j72.59) \rightarrow 76.81(\Omega) \times 320 / 1200 \rightarrow \mathbf{20.48 \Omega}$$

**Nota 11:** Admite-se aqui uma resistência de falta  $R_f$  de até  $40 \Omega$  para um defeito típico de alta impedância nas linhas de 138 kV.

Logo :

$$\text{Alcance Reativo : } 72.59 \times 320 / 1200 \rightarrow \mathbf{19.35 \Omega}$$

$$\text{Alcance Resistivo : } ((25.13 + 40) \times 320 / 1200) \rightarrow \mathbf{17.36 \Omega}$$

A respectiva temporização será de **1,8 s.** ( Estima-se esse tempo em condições esperadas de estabilidade para defeitos a terra na planta).

Para complementar as funções MHO e quadrilaterais acima para os defeitos entre fases e fase-terra vamos ajustar as funções de sobrecorrente direcional de fase(67) e de sequencia zero também(67N).

As unidades acima deverão possuir os seguintes ajustes :

●● Função Direcional de Fase ( 67)

**Unidades Direcionais Forward :**

**Instantânea :**

→ ( Enxergar um defeito 2F com até 70 % da linha 9900 → 1410(Limoeiro) e geração mínima na Usina para se obter a menor corrente de defeito).

Defeito 2F na barra 1410 = 1413 A

\*\* Aplica-se aqui um deflador de 30 % .

Logo :

$I_{cc2F} = 989 \text{ A}$ .

Pick -UP →  $989 / 1600 = 62 \% \text{ de } I_b$ .

Timer da função(67) → **30 ms**.

**Temporizada :**

Curve Type → IEC Normal Inverse.

Pick – UP (Adota-se aqui a capacidade da LT que é em torno de 800 A).

Logo :  $800 / 1600 = 50 \%$  de Ib.

Para se ajustar o TD usa-se a curva acima com uma corrente de defeito 2F de 1413 A na barra de Limoeiro, obtendo-se um valor de 0,05 s.

●● Função Direcional de Neutro ( 67N)

**Unidades Direcionais Forward :**

**Instantânea :**

→ ( Enxergar até um defeito 1F com até 70 % da linha 9900 → 1410(Limoeiro) e geração mínima na Usina para se obter a menor corrente de defeito).

Defeito 1F na barra 1410 = 1242 A

\*\* Aplica-se aqui um deflator de 30 % .

Logo :

Icc1F = 869 A.

Pick –UP →  $869 / 1600 = 54 \%$  x Ib.

Timer da função(67) → 30 ms.

**Temporizada :**

Curve Type → IEC Normal Inverse.

Pick – UP (Adota-se aqui 30 % da capacidade da LT que é em torno de 800 A).

Logo :  $240 / 1600 = 15 \%$  x Ib.

Para se ajustar o TD usa-se a curva acima com uma corrente de defeito 1F de 1242 A na barra de Porto Ferreira, obtendo-se um valor de 0,12 s.

**Obs : Toma-se como referência para esses ajustes que a corrente Ibase indicada no catálogo do relé em pauta se refere literalmente as correntes primárias ou secundárias indicadas nos tc's em questão.**

#### **1.1.9.1 – Unidades de Distância : ( Terminal PFerreira).**

##### **●● Linha(1245 - 9900 / SE Porto Ferreira – UTE Ferrari):**

Para essa função adotam-se as seguintes informações a seguir :

Adotam-se para este item as seguintes relações de TC's e TP's listadas abaixo :

$$\mathbf{RTC = 300/5 A = 60/1.}$$

$$\mathbf{RTP = 132000/ 115 V = 1147.8/1.}$$

Para essa função de distância o relé REL-670 possui até cinco unidades de medida, e para tal escolhe-se para os defeitos entre fases a unidade de medição com a característica **MHO**. Vão ser usados nesse caso 03 zonas no sentido direto e uma zona reversa para servir de back-up olhando para dentro da usina e outras linhas reversas inclusive os geradores e a barra de 13.8 kV conforme solicitado na documento E-EE – 1326/2008.

Logo :

**Defeito entre Fases :**

**Primeira Zona : (Z1P):**

Ajuste da Zona 1 :

**Impedâncias da Linhas : (Trechos)**

$$9900 \rightarrow 6553 = (0.344 + j1.113)(\Omega)$$

$$6553 \rightarrow 1245 = (2.47 + j6.51)(\Omega)$$

$$\text{Total : } (2.81 + j7.62) \rightarrow 8.12(\Omega) \times 60 / 1147.8 \rightarrow \mathbf{0.424 \Omega}$$

Vai-se ajustar a Zona 1 para 70 % da linha em questão.

$$\text{Ajuste da Zona 1 : } Z1P = 0.424 \times 0.7 \rightarrow \mathbf{0.297 \Omega}$$

O ângulo de máximo torque será ajustado para o respectivo ângulo da Linha que é de :

$$\text{Arc}(\text{tg}) = 7.62 / 2.81 = \mathbf{69.75 \text{ graus.}}$$

Para essa condição não haverá temporização devendo essa zona atuar em esquema de PUTT(Permissive Underreaching Transfer-Trip) de forma direta também no disjuntor remoto da linha.

**Segunda Zona : (Z2P)**

Ajuste da Zona 2 :

**Impedâncias da Linhas : (Trechos)**

$$9900 \rightarrow 6553 = (0.344 + j1.113)(\Omega)$$

$$6553 \rightarrow 1245 = (2.47 + j6.51)(\Omega)$$

$$9900 \rightarrow 1410 = (9.76 + j25.82) (\Omega) \times 0.2 = (1.95 + j5.16)(\Omega)$$

**\*\* Capturar 20 % a mais do maior valor calculado do trecho acima.**

$$\text{Total : } (4.76 + j12.78) \rightarrow 13.63(\Omega) \times 60 / 1147.8 \rightarrow \mathbf{0.712 \Omega}$$

O ângulo de máximo torque será ajustado para o respectivo ângulo da Linha que é de :

$$\text{Arc}(\text{tg}) = 15.52/5.81 = \mathbf{69,47 \text{ graus.}}$$

Para essa zona de sobrealcançe adota-se uma temporização de **400 ms.**

**Terceira Zona :(Z4P)**

**Segunda Zona (Z4) :** Enxergar defeitos 2F até a barra 1410 .

Ajuste da Zona 4 :

**Impedâncias da Linhas : (Trechos)**

$$9900 \rightarrow 6553 = (0.344 + j1.113)(\Omega)$$

$$6553 \rightarrow 1245 = (2.47 + j6.51)(\Omega)$$

$$9900 \rightarrow 1410 = (9.76 + j25.82)(\Omega)$$

$$\text{Total : } (12.57 + j33.44) \rightarrow 35.72(\Omega) \times 60 / 1147.8 \rightarrow \mathbf{1.86 \Omega}$$

O ângulo de máximo torque será ajustado para o respectivo ângulo da Linha que é de :

$$\text{Arc}(\text{tg}) = 47.13/17.81 = \mathbf{69.29 \text{ graus.}}$$

Para essa zona de sobrealcançe adota-se uma temporização de **1,5 s.**

**Terceira Zona :( Z3R)**

Ajusta-se a Zona 3 de forma reversa para enxergar internamente defeitos entre fases nas outras linhas de 138 kV(1245 → 1241(RPreto)).

Logo :

Ajuste de Z3R :

**Impedâncias da Linhas : (Trechos)**

$$1245 \rightarrow 1241 = (15 + j39.51)(\Omega)$$

$$\text{Total : } 42.26(\Omega) \times 60 / 1147.8 \rightarrow 2.209 \Omega$$

O ângulo de máximo torque será ajustado para o respectivo ângulo da de 69,21 graus.

A respectiva temporização será de **2,5 s.** ( Estima-se esse tempo em condições esperadas de estabilidade para defeitos entre fases internos na planta).

#### **8.2.1.1.2 - Defeitos entre Fase e Terra :**

Para essa função de Proteção o relé REL670 possui até cinco unidades de medida de distância, mas devido ao esquema de ligação dos transformadores do tipo Dyn1 não haverá contribuição da Usina para defeitos à terra no circuito de 138 kV da Concessionária. Para manter-se a sensibilidade e garantir a abertura para esses defeitos também adotam-se aqui duas unidades quadrilaterais enxergando defeitos a frente e uma unidade quadrilateral para defeitos reversos tendo as unidades direcionais de seqüência zero(67N) como complemento para enxergar esse tipo de defeito.O critério aqui será o de enxergar a menor contribuição de seqüência zero para a topologia apresentada no estudo de curto-circuito.

**Primeira Zona : (Z1FT) : ( Característica Quadrilateral).**

Ajuste da Zona 1 :

**Impedâncias da Linhas : (Trechos)**

$$9900 \rightarrow 6553 = (0.344 + j1.113)(\Omega)$$

$$6553 \rightarrow 1245 = (2.47 + j6.51)(\Omega)$$

$$9900 \rightarrow 1410 = (9.76 + j25.82)(\Omega) \times 0.2 = (1.95 + j5.16)(\Omega)$$

**\*\* Capturar 20 % a mais do maior valor calculado do trecho acima.**

$$\text{Total : } (4.76 + j12.78) \rightarrow 13.63(\Omega) \times 60 / 1147.8 \rightarrow \mathbf{0.712 \Omega}$$

**Nota 12 :** Admite-se aqui uma resistência de falta  $R_f$  de até  $30 \Omega$  para um defeito típico de alta impedância no trecho acima citado.

Logo :

$$\text{Alcance Reativo : } 12.78 \times (0,7) \times 60 / 1147.8 \rightarrow \mathbf{0.467 \Omega}$$

$$\text{Alcance Resistivo : } (((4.76) \times 0,7) + 30) \times 60 / 1147.8 \rightarrow \mathbf{1.74 \Omega}$$

Para essa condição não haverá temporização devendo essa zona atuar em esquema de PUTT(Permissive Underreaching Transfer-Trip) de forma direta também no disjuntor remoto da linha.

**Segunda Zona : ( Z2FT) ( Característica Quadrilateral)**

Ajuste da Zona 2 :

**Impedâncias da Linhas : (Trechos)**

$$9900 \rightarrow 6553 = (0.344 + j1.113)(\Omega)$$

$$6553 \rightarrow 1245 = (2.47 + j6.51)(\Omega)$$

$$9900 \rightarrow 1410 = (9.76 + j25.82)(\Omega) \times 0.2 = (1.95 + j5.16)(\Omega)$$

**\*\* Capturar 20 % a mais do maior valor calculado do trecho acima.**

$$\text{Total : } (4.76 + j12.78) \rightarrow 13.63(\Omega) \times 60 / 1147.8 \rightarrow \mathbf{0.712 \Omega}$$

**Nota 13:** Admite-se aqui uma resistência de falta  $R_f$  de até  $30 \Omega$  para um defeito típico de alta impedância nas linhas de 138 kV.

Logo :

$$\text{Alcance Reativo : } 12.78 \times 60 / 1147.8 \rightarrow \mathbf{0.668 \Omega}$$

$$\text{Alcance Resistivo : } (4.76 + 30) \times 60 / 1147.8 \rightarrow \mathbf{1.81 \Omega}$$

A respectiva temporização será de **0,5 s.** ( Estima-se esse tempo em condições esperadas de estabilidade para defeitos a terra na planta).

### **Terceira Zona :( Z3FT - R)**

A zona 3 será backward com o objetivo de servir de backup para a proteção da mesma.

Ajuste de Z3FT-R :

#### **Impedâncias da Linhas : (Trechos)**

$$1245 \rightarrow 1241 = (15 + j39.51)(\Omega)$$

$$\text{Total : } 42.26(\Omega) \times 60 / 1147.8 \rightarrow \mathbf{2.209 \Omega}$$

**Nota 14:** Admite-se aqui uma resistência de falta  $R_f$  de até  $40 \Omega$  para um defeito típico de alta impedância trecho citado acima.

Logo :

$$\text{Alcance Reativo : } 39.51(\Omega) \times 60 / 1147.8 \rightarrow \mathbf{2.06 \Omega}$$

$$\text{Alcance Resistivo : } (15 + 40) \times 60 / 1147.8 \rightarrow \mathbf{2.87 \Omega}$$

A respectiva temporização será de **2,8 s.** ( Estima-se esse tempo em condições esperadas de estabilidade para defeitos a terra na planta).

#### **Quarta Zona :( Z4FT)**

A zona 4 será forward com o objetivo de servir de backup para a proteção da mesma.

Ajuste de Z4FT :

##### **Impedâncias da Linhas : (Trechos)**

$$9900 \rightarrow 6553 = (0.344 + j1.113)(\Omega)$$

$$6553 \rightarrow 1245 = (2.47 + j6.51)(\Omega)$$

$$9900 \rightarrow 1410 = (9.76 + j25.82) (\Omega)$$

$$\text{Total : } (12.57 + j33.44) \rightarrow 35.72(\Omega) \times 60 / 1147.8 \rightarrow \mathbf{1.86 \Omega}$$

**Nota 15 :** Admite-se aqui uma resistência de falta  $R_f$  de até 40  $\Omega$  para um defeito típico de alta impedância nas linhas de 138 kV.

Logo :

$$\text{Alcance Reativo : } 33.44(\Omega) \times 60 / 1147.8 \rightarrow \mathbf{1.748 \Omega}$$

$$\text{Alcance Resistivo : } ((12.57 + 40) \times 60 / 1147.8 \rightarrow \mathbf{2.74 \Omega}$$

A respectiva temporização será de **1,8 s.** ( Estima-se esse tempo em condições esperadas de estabilidade para defeitos a terra na planta).

Para complementar as funções MHO e quadrilaterais acima para os defeitos entre fases e fase-terra vamos ajustar as funções de sobrecorrente direcional de fase(67) e de sequencia zero também(67N).

As unidades acima deverão possuir os seguintes ajustes :

- Função Direcional de Fase ( 67)

#### **Unidades Direcionais Forward :**

##### **Instantânea :**

→ ( Enxergar até um defeito 2F com até 70 % da linha 9900 → 1245(PFerreira) e geração mínima na Usina para se obter a menor corrente de defeito com a contribuição de PFerreira).

Defeito 2F na barra 9900 = 4133 A

\*\* Aplica-se aqui um deflator de 30 % .

Logo :

$I_{cc2F} = 2893 \text{ A.}$

Pick -UP →  $2893 / 300 = 964,3 \%$  de Ib.

Timer da função(67) → 30 ms.

Temporizada :

Curve Type → IEC Normal Inverse.

Pick – UP (Adota-se aqui a capacidade da LT que é em torno de 800 A).

Logo :  $800 / 300 = 266,6$  % de Ib.

Para se ajustar o TD usa-se a curva acima com uma corrente de defeito 2F de 4133 A na barra da UTE Ferrari, obtendo-se um valor de 0,11 s.

●● Função Direcional de Neutro ( 67N)

**Unidades Direcionais Forward :**

**Instantânea :**

→ ( Enxergar até um defeito 1F com até 70 % da linha 9900 → 1245(PFerreira) e geração mínima na Usina para se obter a menor corrente de defeito).

Defeito 1F na barra 9900 = 3070 A

\*\* Aplica-se aqui um deflator de 30 % .

Logo :

Icc1F = 2149 A.

Pick –UP →  $2149 / 300 = 716,3$  % x Ib.

Timer da função(67) → **30 ms.**

Temporizada :

Curve Type → IEC Normal Inverse.

Pick – UP (Adota-se aqui 30 % da capacidade da LT que é em torno de 800 A).

Logo :  $240 / 300 = 80 \% \times I_b$ .

Para se ajustar o TD usa-se a curva acima com uma corrente de defeito 1F de 3070 A na barra de Porto Ferreira, obtendo-se um valor de 0,18 s.

**Obs : Toma-se como referência para esses ajustes que a corrente Ibase indicada no catálogo do relé em pauta se refere literalmente as correntes primárias ou secundárias indicadas nos tc's em questão.**

**●● Linha(9900 - 1410 / SE Limoeiro → UTE Ferrari):**

Para essa função adotam-se as seguintes informações a seguir :

Adotam-se para este item as seguintes relações de TC's e TP's listadas abaixo :

**RTC = 400/5 A = 80/1.**

**RTP = 132000/ 115 V = 1147.8/1.**

Para essa função de distância o relé REL-670 possui até cinco unidades de medida, e para tal escolhe-se para os defeitos entre fases a unidade de medição com a característica **MHO**. Vão ser usados nesse caso 03 zonas no sentido direto e uma zona reversa para servir de back-up olhando para dentro da usina e outras linhas reversas inclusive os geradores e a barra de 13.8 kV conforme solicitado na documento E-EE – 1326/2008.

Logo :

**Defeito entre Fases :****Primeira Zona : (Z1P):**

Ajuste da Zona 1 :

**Impedâncias da Linhas : (Trechos)**

$$9900 \rightarrow 6552 = (2.32 + j6.32)(\Omega)$$

$$6552 \rightarrow 1410 = (7.44 + j19.5)(\Omega)$$

$$\text{Total : } (9.76 + j25.82) \rightarrow 27.6(\Omega) \times 80 / 1147.8 \rightarrow 1.92 \Omega$$

Vai-se ajustar a Zona 1 para 70 % da linha em questão.

$$\text{Ajuste da Zona 1 : } Z1P = 1.92 \times 0.7 \rightarrow 1.34 \Omega$$

O ângulo de máximo torque será ajustado para o respectivo ângulo da Linha que é de :

$$\text{Arc}(\text{tg}) = 7.62 / 2.81 = 69.29 \text{ graus.}$$

Para essa condição não haverá temporização devendo essa zona atuar em esquema de PUTT(Permissive Underreaching Transfer-Trip) de forma direta também no disjuntor remoto da linha.

**Segunda Zona : ( Z2P)**

Ajuste da Zona 2 :

**Impedâncias da Linhas : (Trechos)**

$$9900 \rightarrow 6552 = (2.32 + j6.32)(\Omega)$$

$$6552 \rightarrow 1410 = (7.44 + j19.5)(\Omega)$$

$$9900 \rightarrow 1245 = (2.81 + j7.62)(\Omega)$$

**\*\* Capturar 20 % a mais do maior valor calculado do trecho acima.**

$$\text{Total : } (10.32 + j27.34) \rightarrow 29.22(\Omega) \times 80 / 1147.8 \rightarrow 2.03 \Omega$$

O ângulo de máximo torque será ajustado para o respectivo ângulo da Linha que é de :

$$\text{Arc}(\text{tg}) = 26.48/10.06 = \mathbf{69,95 \text{ graus.}}$$

Para essa zona de sobrealcance adota-se uma temporização de **400 ms.**

**Terceira Zona :(Z4P)**

**Segunda Zona (Z4) :** Enxergar defeitos 2F até a barra 1245 .

Ajuste da Zona 4 :

**Impedâncias da Linhas : (Trechos)**

$$9900 \rightarrow 6552 = (2.32 + j6.32)(\Omega)$$

$$6552 \rightarrow 1410 = (7.44 + j19.5)(\Omega)$$

$$9900 \rightarrow 1245 = (2.81 + j7.62)(\Omega)$$

$$\text{Total : } (12.57 + j33.44) \rightarrow 35.72(\Omega) \times 80 / 1147.8 \rightarrow \mathbf{2.48 \Omega}$$

O ângulo de máximo torque será ajustado para o respectivo ângulo da Linha que é de :

$$\text{Arc}(\text{tg}) = 33.44/12.57 = \mathbf{69.39 \text{ graus.}}$$

Para essa zona de sobrealcance adota-se uma temporização de **1,5 s.**

### Terceira Zona :( Z3R)

Ajusta-se a Zona 3 de forma reversa para enxergar internamente defeitos entre fases nas outras linhas de 138 kV(1410 → 1245(SE Porto Ferreira)).

Logo :

Ajuste de Z3R :

#### Impedâncias da Linhas : (Trechos)

$$1410 \rightarrow 1245 = (15.37 + j46.77)(\Omega)$$

$$\text{Total : } 49.23(\Omega) \times 80 / 1147.8 \rightarrow \mathbf{3.43 \Omega}$$

O ângulo de máximo torque será ajustado para o respectivo ângulo da de 69,75 graus.

A respectiva temporização será de **2,5 s.** ( Estima-se esse tempo em condições esperadas de estabilidade para defeitos entre fases internos na planta).

#### 8.2.1.1.2 - Defeitos entre Fase e Terra :

Para essa função de Proteção o relé REL670 possui até cinco unidades de medida de distância, mas devido ao esquema de ligação dos transformadores do tipo Dyn1 não haverá contribuição da Usina para defeitos à terra no circuito de 138 kV da Concessionária. Para manter-se a sensibilidade e garantir a abertura para esses defeitos também adotam-se aqui duas unidades quadrilaterais enxergando defeitos a frente e uma unidade quadrilateral para defeitos reversos tendo as unidades direcionais de seqüência zero(67N) como complemento para enxergar esse tipo de defeito.O critério aqui será o de enxergar a menor contribuição de seqüência zero para a topologia apresentada no estudo de curto-circuito.

#### Primeira Zona : (Z1FT) : ( Característica Quadrilateral).

Ajuste da Zona 1 :

**Impedâncias da Linhas : (Trechos)**

$$9900 \rightarrow 6552 = (2.32 + j6.32)(\Omega)$$

$$6552 \rightarrow 1410 = (7.44 + j19.5)(\Omega)$$

$$\text{Total : } (9.76 + j25.82) \rightarrow 27.6(\Omega) \times 80 / 1147.8 \rightarrow 1.92 \Omega$$

Vai-se ajustar a Zona 1 para 70 % da linha em questão.

**Nota 16 :** Admite-se aqui uma resistência de falta  $R_f$  de até  $30 \Omega$  para um defeito típico de alta impedância no trecho acima citado.

Logo :

$$\text{Alcance Reativo : } 25.82 \times (0,7) \times 80 / 1147.8 \rightarrow 1.25 \Omega$$

$$\text{Alcance Resistivo : } (((9.76) \times 0,7) + 30) \times 80 / 1147.8 \rightarrow 2.77 \Omega$$

Para essa condição não haverá temporização devendo essa zona atuar em esquema de PUTT(Permissive Underreaching Transfer-Trip) de forma direta também no disjuntor remoto da linha.

**Segunda Zona : ( Z2FT) ( Característica Quadrilateral)**

Ajuste da Zona 2 :

**Impedâncias da Linhas : (Trechos)**

$$9900 \rightarrow 6552 = (2.32 + j6.32)(\Omega)$$

$$6552 \rightarrow 1410 = (7.44 + j19.5)(\Omega)$$

$$9900 \rightarrow 1245 = (2.81 + j7.62)(\Omega)$$

**\*\* Capturar 20 % a mais do maior valor calculado do trecho acima.**

$$\text{Total : } (10.32 + j27.34) \rightarrow 29.22(\Omega) \times 80 / 1147.8 \rightarrow \mathbf{2.03 \Omega}$$

**Nota 17 :** Admite-se aqui uma resistência de falta  $R_f$  de até 30  $\Omega$  para um defeito típico de alta impedância nas linhas de 138 kV.

Logo :

$$\text{Alcance Reativo : } 27.34(\Omega) \times 80 / 1147.8 \rightarrow \mathbf{1.905 \Omega}$$

$$\text{Alcance Resistivo : } (10.32 + 30) \times 80 / 1147.8 \rightarrow \mathbf{2.81 \Omega}$$

A respectiva temporização será de **0,5 s.** ( Estima-se esse tempo em condições esperadas de estabilidade para defeitos a terra na planta).

**Terceira Zona :( Z3FT - R)**

A zona 3 será backward com o objetivo de servir de backup para a proteção da mesma.

Ajuste de Z3FT-R :

**Impedâncias da Linhas : (Trechos)**

$$1410 \rightarrow 1245 = (15.37 + j46.77)(\Omega)$$

$$\text{Total : } 49.23(\Omega) \times 80 / 1147.8 \rightarrow \mathbf{3.43 \Omega}$$

**Nota 18 :** Admite-se aqui uma resistência de falta  $R_f$  de até 40  $\Omega$  para um defeito típico de alta impedância trecho citado acima.

Logo :

$$\text{Alcance Reativo : } 46.77(\Omega) \times 80 / 1147.8 \rightarrow \mathbf{3.25 \Omega}$$

$$\text{Alcance Resistivo : } (15.37 + 40) \times 80 / 1147.8 \rightarrow \mathbf{3.85 \Omega}$$

A respectiva temporização será de **2,8 s.** ( Estima-se esse tempo em condições esperadas de estabilidade para defeitos a terra na planta).

#### **Quarta Zona :( Z4FT)**

A zona 4 será forward com o objetivo de servir de backup para a proteção da mesma.

Ajuste de Z4FT :

##### **Impedâncias da Linhas : (Trechos)**

$$9900 \rightarrow 6552 = (2.32 + j6.32)(\Omega)$$

$$6552 \rightarrow 1410 = (7.44 + j19.5)(\Omega)$$

$$9900 \rightarrow 1245 = (2.81 + j7.62)(\Omega)$$

$$\text{Total : } (12.57 + j33.44) \rightarrow 35.72(\Omega) \times 80 / 1147.8 \rightarrow \mathbf{2.48 \Omega}$$

**Nota 19 :** Admite-se aqui uma resistência de falta  $R_f$  de até  $40 \Omega$  para um defeito típico de alta impedância nas linhas de 138 kV.

Logo :

$$\text{Alcance Reativo : } 33.44(\Omega) \times 80 / 1147.8 \rightarrow \mathbf{2.33 \Omega}$$

$$\text{Alcance Resistivo : } ((12.57 + 40) \times 80 / 1147.8 \rightarrow \mathbf{2.96 \Omega}$$

A respectiva temporização será de **1,8 s.** ( Estima-se esse tempo em condições esperadas de estabilidade para defeitos a terra na planta).

Para complementar as funções MHO e quadrilaterais acima para os defeitos entre fases e fase-terra vamos ajustar as funções de sobrecorrente direcional de fase(67) e de sequencia zero também(67N).

As unidades acima deverão possuir os seguintes ajustes :

●● Função Direcional de Fase ( 67)

**Unidades Direcionais Forward :**

**Instantânea :**

→ ( Enxergar um defeito 2F com até 70 % da linha 9900 → 1410(Limoeiro) e geração mínima na Usina para se obter a menor corrente de defeito).

Defeito 2F na barra 9900 = 1670 A

\*\* Aplica-se aqui um deflatores de 30 % .

Logo :

$I_{cc2F} = 1169 \text{ A.}$

Pick -UP →  $1169 / 400 = 292 \%$  de  $I_b$ .

Timer da função(67) → **30 ms.**

Temporizada :

Curve Type → IEC Normal Inverse.

Pick – UP (Adota-se aqui a capacidade da LT que é em torno de 800 A).

Logo :  $800 / 400 = 200 \% \text{ de } I_b$ .

Para se ajustar o TD usa-se a curva acima com uma corrente de defeito 2F de 1670 A na barra de Limoeiro, obtendo-se um valor de 0,05 s.

●● Função Direcional de Neutro ( 67N)

**Unidades Direcionais Forward :**

**Instantânea :**

→ ( Enxergar até um defeito 1F com até 70 % da linha 9900 → 1410(Limoeiro) e geração mínima na Usina para se obter a menor corrente de defeito).

Defeito 1F na barra 9900 = 1242 A

\*\* Aplica-se aqui um deflator de 30 % .

Logo :

$I_{cc1F} = 869 \text{ A}$ .

Pick –UP →  $869 / 400 = 217 \% \times I_b$ .

Timer da função(67) → **30 ms.**

**Temporizada :**

Curve Type → IEC Normal Inverse.

Pick – UP (Adota-se aqui 30 % da capacidade da LT que é em torno de 800 A).

Logo :  $240 / 400 = 60 \% \times I_b$ .

Para se ajustar o TD usa-se a curva acima com uma corrente de defeito 1F de 1242 A na barra da UTE Ferrari, obtendo-se um valor de 0,12 s.

**Obs : Toma-se como referência para esses ajustes que a corrente Ibase indicada no catálogo do relé em pauta se refere literalmente as correntes primárias ou secundárias indicadas nos tc's em questão.**

### 8.3 – Proteção da Barra de Entrada em 138 kV :

#### 8.3.1 - Defeitos entre Fases na Barra de 138 kV da UTE Alta Paulista :

Para um defeito bifásico ajusta-se a unidade 50P do relé SEL311C para enxergar o mesmo e atuar no disjuntor 10Q01. Pelo estudo de curto-circuito têm-se para esse defeito uma contribuição pelo circuito 10003 - 10004 :

$I_{\text{defeito}(3F)} = 2400 \text{ A}$

Ajuste (50P3P) =  $2400 / 80 \rightarrow 30 \text{ A}$

Ajuste de Tempo(67P3D) → **50 ms ou 3 ciclos.**

A menor contribuição para esse defeito pela usina será de 268 A. Esta unidade deverá atuar no disjuntor de alta dos transformadores através da unidade de sobrecorrente 50P11P do relé SEL-387E.

$I_{\text{defeito}(3F)} = 268 \text{ A}.$

Ajuste (50P11P) =  $268 / 80 \rightarrow 3,35 \text{ A}$ .

Ajuste de Tempo(50P11D)  $\rightarrow 50 \text{ ms}$  ou **3 ciclos**.

***Nota 4:** Supõe-se aqui que o tap do tc de bucha de 138 kV do transformador de entrada seja de 400/5A.*

### **8.3.2 - Defeitos à Terra na Barra de 138 kV da UTE Alta Paulista :**

Ajusta-se unidade 50N para enxergar esse defeito. Pelo estudo de curto-circuito têm-se para esse defeito uma contribuição pelo circuito 10003 - 10004: (relé SEL – 311C)

Idefeito(1F) = 1532 A.

Ajuste (50G1P) =  $1532 / 80 \rightarrow 19,15 \text{ A}$

Timer(67G1D)  $\rightarrow 80 \text{ ms}$  ou **4.8 ciclos**.

**Idem a Nota 2 acima.**

Como não temos contribuição de sequencia zero pela usina usa-se aqui a função de sobrecorrente de sequencia negativa do transformador para essa função.

Logo :

Idefeito(1F – I\_2 Pela Usina) = 54 A.

Ajuste (50Q11P) =  $54 / 80 \rightarrow 0,675 \text{ A}$

Timer(50Q11D)  $\rightarrow 80 \text{ ms}$  ou **4.8 ciclos**.

#### 8.4 – Proteção dos Transformadores de 138/ 13.8 kV :

As funções a serem ajustadas serão :

- 87 T – Enxergar defeitos 3F e 1F internos ao transformador.
- 50/87 T - Enxergar defeitos sem restrição na barra de 138 kV ou de 13.8 kV.
- 50/50N(Winding 1) – Enxergar defeitos na entre fases e monofásicos na barra de entrada de 138kV da Usina.
- 51P2/51NP2- Enxergar defeitos entre fases e a terra na barra B de entrada de 13.8 kV.  
( Conexão no TC de 2500/5A do lado de 13.8 kV).
- 59(Winding 1) – Enxergar a o degrau de energia no sistema de 138 kV e atuar no disjuntor 152 D de 138 kV.
- 81(Winding 1) – Enxergar a o degrau de energia no sistema de 138 kV e atuar no disjuntor 152 D de 138 kV.

Para os cálculos abaixo usam-se as seguintes relações de Tc's e demais dados :

**RTC(Lado de 138 kV) = 300 / 5A - Classe 10B200.**

**RTC(Lado de 13.8 kV) = 2500/ 5A - Classe 10B100.**

**RTC(Lado de 13.8 kV – Neutro do Estrela) = 2500/ 5A - Classe 10B50.**

**Rtc(Resistência Secundária típica dos Tc's) = 0.61 Ω.**

**Bitola dos cabos secundários (Estimam-se aqui cabos de 4mm<sup>2</sup>) = 4.61Ω / km.**

**Distância estimada entre os painéis e os Tc's = 100m ( Ida e Volta).**

**Nota : Os dados dos Tc's foram tirados da norma IEEE.std C37.110 - 1998**

**Winding 1 Current TAP :** Para esse ajuste adota-se a fórmula da pág. 70 do manual de instrução do relé SEL-787E.

Logo :

$$I_p = \frac{50 \text{ MVA} \times 1000}{\sqrt{3} \times 138 \text{ kV} \times RTC(W1)} = 3,48 \text{ A}$$

Valor de Ajuste → **3,48 A**

**Winding 2 Current TAP :** Para esse ajuste adota-se a fórmula da pág. 70 do manual de instrução do relé SEL-787E.

Logo :

$$I_p = \frac{50 \text{ MVA} \times 1000}{\sqrt{3} \times 13.8 \text{ kV} \times RTC(W2)} = 4,18 \text{ A}$$

Valor de Ajuste → **4,18 A**

**Slope 1(SLP1) :** Escolhe-se aqui o valor de 25 % para se manter a sensibilidade para defeitos de alta impedância no transformador.

**Slope 2(SLP2) :** Escolhe-se aqui o valor de 60 % para se manter a sensibilidade para defeitos com altas correntes externas ao transformador.

**Restrained Current Slope 1 Limit(IRS1) :** Esse ajuste está ligado a possibilidade da ocorrência de uma saturação DC nos tc's da proteção diferencial. Toma-se como exemplo a menor corrente de defeito 1F para a condição de alimentação somente com a concessionária. Aplica-se um fator de 90% de depreciação nessa corrente considerando-se o evento da saturação DC.

IRS1 → **3.0 pu do múltiplo do TAP**

**Unrestrained Element Operating Current PU(U87P):** Esse ajuste está ligado a possibilidade de altas correntes de defeito sem restrição. Ajustam-se aqui conforme sugestão do manual de instrução do relé um valor de 10 vezes a corrente de tap ajustado.

U87 P – **10 vezes o múltiplo do TAP**

**Restrained Element Operating Current PU(O87P):** Esse ajuste está ligado a possibilidade de altas correntes de defeito sem restrição. Ajustam-se aqui conforme sugestão do manual de instrução do relé (pág.70).

O87Pmin > [(0.1 x In)] / TAPmin → **8.3 vezes o múltiplo do TAP**

**Second Harmonic Blocking Percentage (PCT2) → 15 %.**

**Fifth Harmonic Blocking Percentage (PCT5) :** Seguindo as indicações mostradas no manual temos → **35 %.**

### 8.5 - Proteção do Paralelo Concessionária – Indústria.

Avalia-se aqui o uso da função de sobretensão e sobrefrequência do relé SEL-787 no setor de 138 kV da usina para abrir o paralelo entre os sistemas em caso de perda parcial ou total de alimentação de/para a concessionária.

Adotam-se aqui os seguintes valores para o cálculo desses ajustes :

**No Ano de 2010 :**

**Fator de Potência da Planta antes da perda = 0.8**

**Fator de Potência da Planta depois da perda = 0.8**

**X'd(Gerador TG01 + Transformador) = 0,68 pu.**

**H – Constante de Inércia Total(TG01)(s) = 1,33 s**

**Admite-se que a usina em regime nominal de operação alimenta sua carga interna e exporta seu excedente de 23 MW na condição de geração mínima ou com 01 gerador. No caso de perda parcial ou total da concessionária obtém-se portanto um degrau de energia de 23/40 ou de 57 % da energia gerada no instante da perda.**

Com os dados acima simula-se em software proprietário as condições operativas acima obtendo-se os gráficos das figuras 1 e 2 apresentados no item 5. Nesse caso ajustam-se duas unidades de frequência absoluta e duas unidades de sobretensão para se detectar a condição de perda parcial ou total da conexão com a concessionária. Para as unidades de frequência admitem-se duas unidades com os seguintes ajustes :

Level 1 Pick-UP : ( 81D1TP) → **61.2 Hz**

Level 1 Time Delay : ( 81D1TD) → **27 ciclos.**

Level 2 Pick-UP : ( 81D2TP) → **62.8 Hz**

Level 2 Time Delay : ( 81D2TD) → **2 ciclos.**

Para os ajustes de sobretensão temos : (Valores obtidos da figura 2).

Level 1 Pick-UP : ( 59P1P) → **132.25 V**

Level 1 Time Delay : ( 59P1D) → **10 ciclos.**

**No Ano de 2016 :**

**Fator de Potência da Planta antes da perda = 0.8**

**Fator de Potência da Planta depois da perda = 0.8**

**X'd(Gerador TG01 + TG02 + TG03 + Transformador) = 0,113 pu.**

**H – Constante de Inércia Total(TG01)(s) = 5,19 s**

**Admite-se que a usina em regime nominal de operação alimenta sua carga interna e exporta seu excedente de 76.8 MW na condição de geração mínima ou com 01 gerador. No caso de perda parcial ou total da concessionária obtem-se portanto um degrau de energia de 76.8/120 ou de 64 % da energia gerada no instante da perda.**

Com os dados acima simula-se em software proprietário as condições operativas acima obtendo-se os gráficos das figuras 3 e 4 apresentados no item 5. Nesse caso ajustam-se duas unidades de frequência absoluta e duas unidades de sobretensão para se detectar a condição de perda parcial ou total da conexão com a concessionária. Para as unidades de frequência admitem-se duas unidades com os seguintes ajustes :

Level 1 Pick-UP : ( 81D1TP) → **60.55 Hz**

Level 1 Time Delay : ( 81D1TD) → **19 ciclos.**

Level 2 Pick-UP : ( 81D2TP) → **61.8 Hz**

Level 2 Time Delay : ( 81D2TD) → **2 ciclos.**

Para os ajustes de sobretensão temos : (Valores obtidos da figura 4).

Level 1 Pick-UP : ( 59P1P) → **119.02 V**

Level 1 Time Delay : ( 59P1D) → **20 ciclos.**

## 8.5 - Gráficos e Figuras :

Limites de Tempo x Degrau (Frequencia Absoluta)- Na Interligação em 138 kV - Geração Mínima

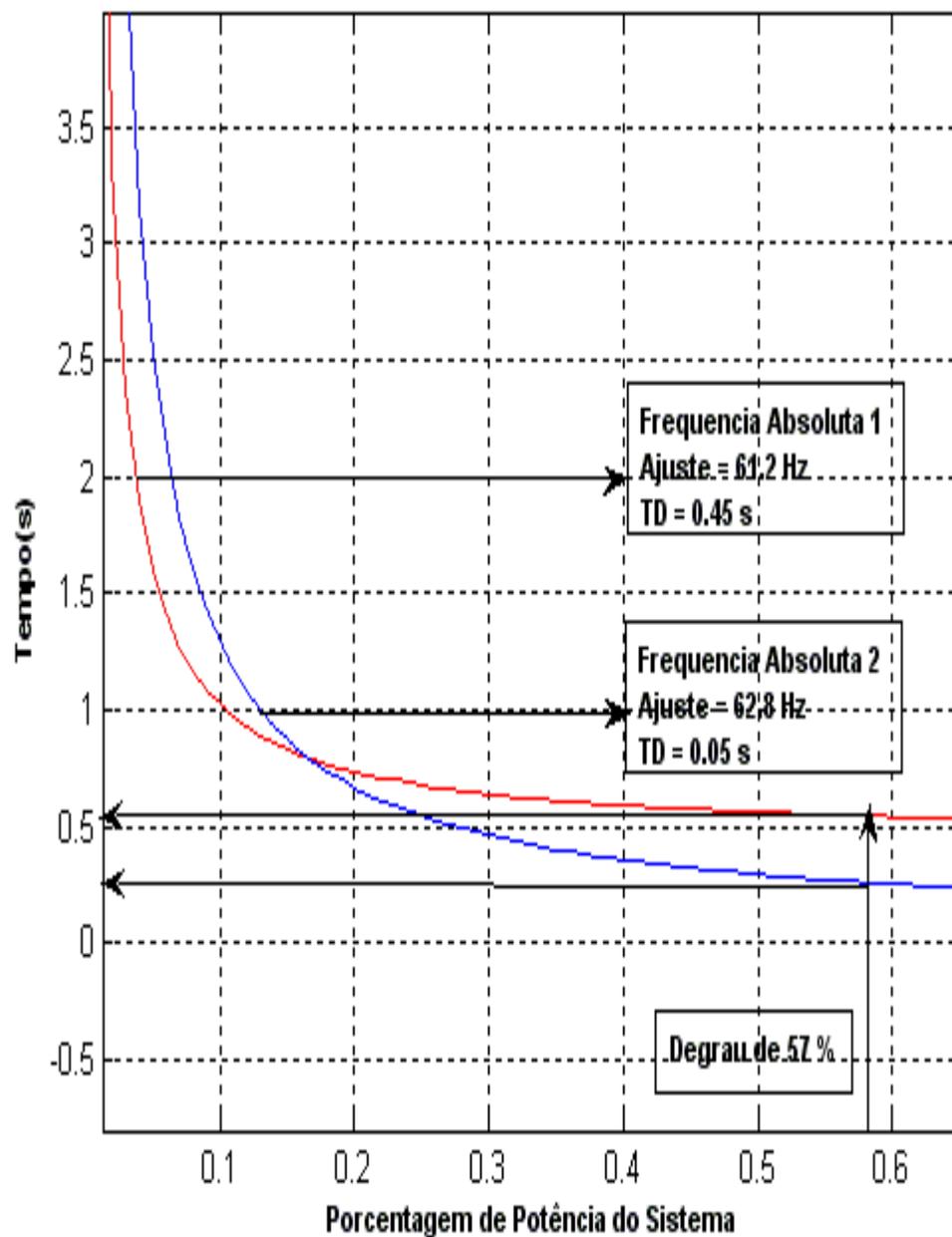
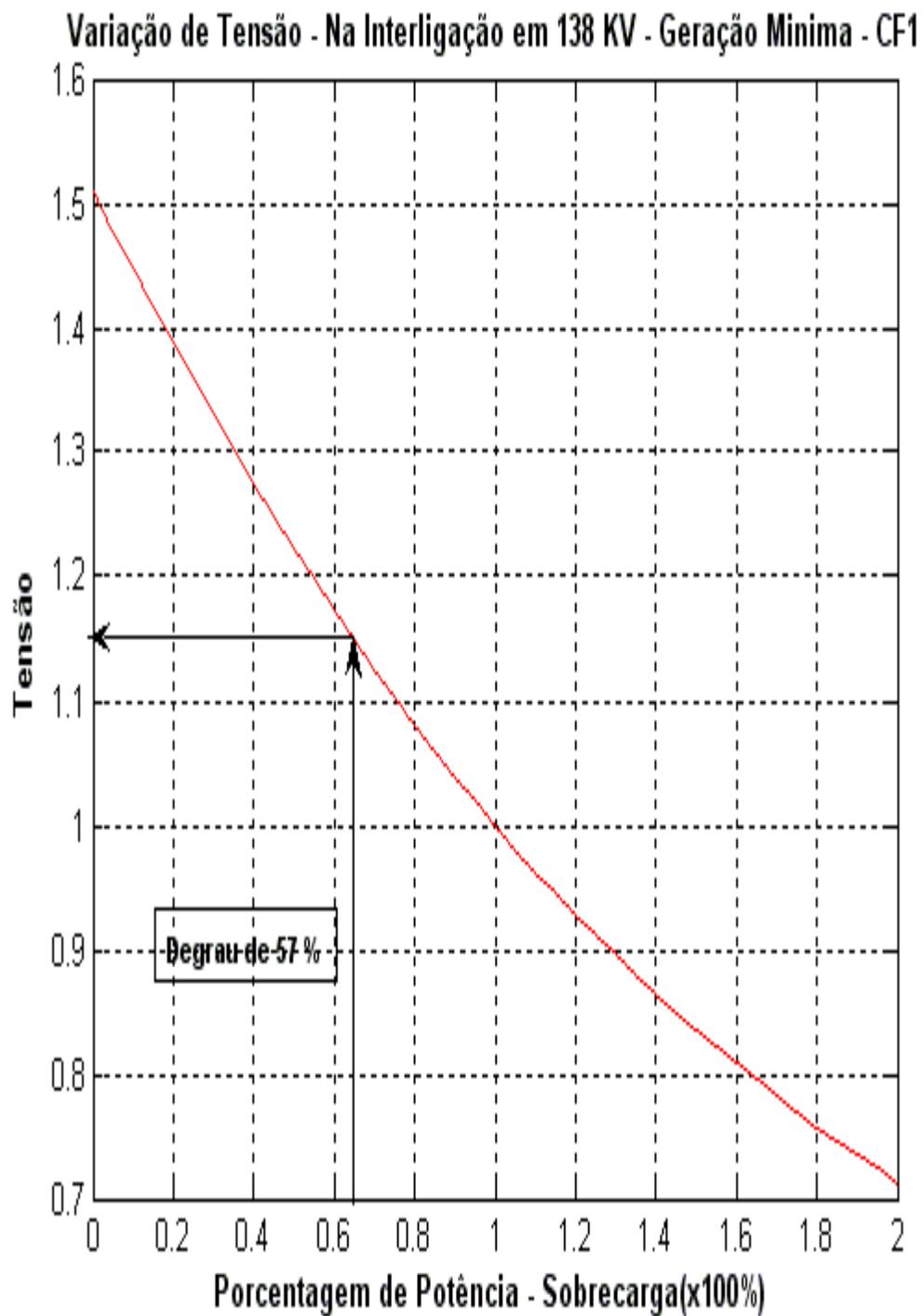
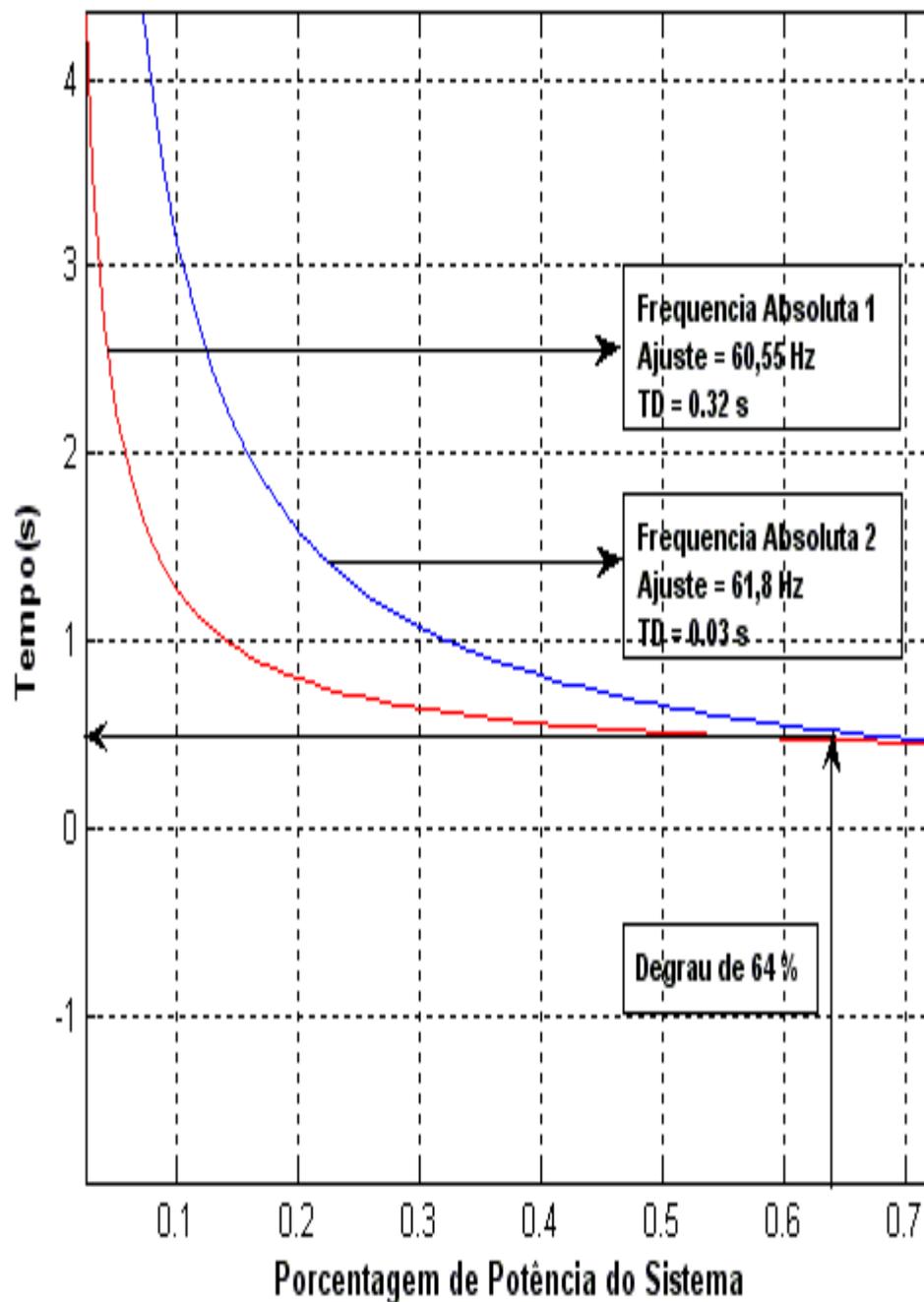


Figura 1 – Frequência Absoluta para uma perda de 57 % no ano de 2010.

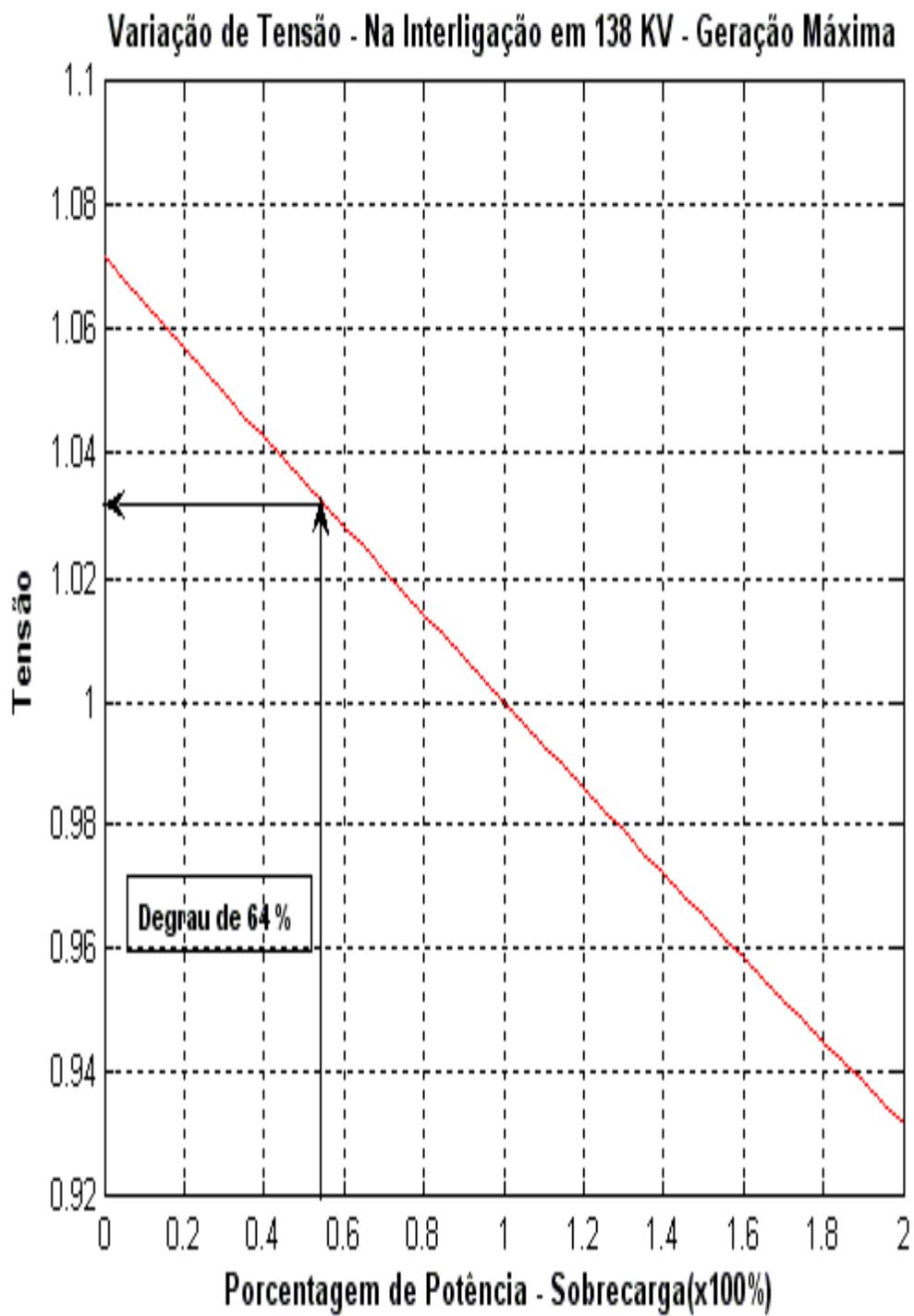


**Figura 2 – Sobretensão na conexão em 138 kV no ano de 2010.**

**Limites de Tempo x Degrau (Frequencia Absoluta)- Na Interligação em 138 kV - Geração Máxima**



**Figura 3 – Frequência Absoluta para uma perda de 64 % no ano de 2016.**



**Figura 4 – Sobretensão na conexão em 138 kV no ano de 2016.**

## 8.6 – Tabelas de Ajustes :

Tabela 01

<b>SEL – 311 C</b>			
<b>Proteção das Linhas de 138 kV (10004 - 10003)</b>			
<b>Unidade</b>	<b>Simbolo</b>	<b>Tipo</b>	<b>Valor</b>
Zone 1	<b>Z1P</b>	MHO	0,643 $\Omega$
Zone 1 T.Delay	<b>Z1PD</b>	-	OFF
Zone 2	<b>Z2P</b>	MHO	1,072 $\Omega$
Zone 2 T.Delay	<b>Z2PD</b>	-	21 cycles
Zone 3	<b>Z3P</b>	MHO	1,057 $\Omega$
Zone 3 T.Delay	<b>Z3PD</b>	-	33 cycles
Zone/Level 3	<b>DIR3</b>	Forward	
Zone 4	<b>Z4P</b>	MHO	5,38 $\Omega$
Zone 4 T.Delay	<b>Z4PD</b>	-	51 cycles
Zone/Level 4	<b>DIR4</b>	Reverse	
Zone 1-Reat	<b>XG1</b>	QUAD	0,601 $\Omega$
Zone 1 - Res	<b>RG1</b>	QUAD	2,029 $\Omega$
Zone 1 Quad T.Delay	<b>Z1GD</b>	QUAD	OFF
Zone 2-Reat	<b>XG2</b>	QUAD	1,002 $\Omega$
Zone 2 - Res	<b>RG2</b>	QUAD	3,38 $\Omega$
Zone 2 Quad T.Delay	<b>Z2GD</b>	QUAD	21 cycles
Zone 3-Reat	<b>XG3</b>	QUAD	1,469 $\Omega$
Zone 3 - Res	<b>RG3</b>	QUAD	4,96 $\Omega$
Zone 3 Quad T.Delay	<b>Z3GD</b>	QUAD	33 cycles
Zone /Level 3	<b>DIR3</b>	Forward	
Zone 3-Reat	<b>XG4</b>	QUAD	5,38 $\Omega$
Zone 3 - Res	<b>RG4</b>	QUAD	1,33 $\Omega$
Zone 3 Quad T.Delay	<b>Z4GD</b>	QUAD	60 cycles
Zone /Level 4	<b>DIR4</b>	Reverse	
Z1 P-P current FD	<b>50PP1</b>	4.11 A	
Z2 P-P current FD	<b>50PP2</b>	3.13 A	
Z3 P-P current FD	<b>50PP3</b>	1.96 A	
Z4 P-P current FD	<b>50PP4</b>	1.17 A	
Negative Seq. Inst-L1	<b>50Q1P</b>	1,16 A(Nota 6)	
Negative Seq. (Timer)	<b>67Q1D</b>	OFF	
Negative Seq. Inst-L2	<b>50Q2P</b>	0,52 A(Nota 6)	
Negative Seq. (Timer)	<b>67Q2D</b>	21 cycles	
Negative Seq. Inst-L3	<b>50Q3P</b>	0,4 A(Nota 6)	
Negative Seq. (Timer)	<b>67Q3D</b>	36 cycles	
Phase Inst.Overc – L1	<b>50P1P</b>	5,06 A	
Phase Inst.Overc – Timer	<b>67P1D</b>	OFF	
Phase Inst.Overc – L2	<b>50P2P</b>	2,96 A	
Phase Inst.Overc – Timer	<b>67P2D</b>	21 cycles	
Phase Inst.Overc – L3	<b>50P3P</b>	30 A	
Phase Inst.Overc – Timer	<b>67P3D</b>	3 cycles	
Voltage Elements(3Vo)	<b>59N1P</b>	35.92 V	

Voltage Elem -(Timer)	<b>Nota 2</b>	45 cycles
Voltage Elements(3Vo)	<b>59N2P</b>	14,39 V
Voltage Elem -(Timer)	<b>Nota 2</b>	66 cycles
Voltage Elements(U_2)	<b>59QP</b>	4,403 V
Voltage Elem -(Timer)	<b>Nota 2</b>	84 cycles

**Tabela 01A - Continuação**

<b>SEL – 311 C</b>		
Positive S. c.super	<b>50ABCP</b>	1.08 A
Voltage window –low threshold	<b>25VLO</b>	5V
Voltage window –high threshold	<b>25VHI</b>	5V
Maximum slip frequency	<b>25SF</b>	0.1 Hz
Maximum Angle 1	<b>25ANG1</b>	4 graus
Synchronizing phase	<b>SYNCP</b>	VAB
B.Close time ang.compensation	<b>TCLOSD</b>	10 cycles

**Tabela 02**

<b>SEL – 387E</b>		
<b>Proteção dos Transformadores de 138/13.8 kV</b>		
<b>Unidade</b>	<b>Simbolo</b>	<b>Valor</b>
Winding1 TAP1	<b>TAP1</b>	1,83 A
Winding2 TAP2	<b>TAP2</b>	4,88 A
Slope 1	<b>SLP1</b>	25 %
Slope 2	<b>SLP2</b>	60 %
Res. Slope1 Limit	<b>IRS1</b>	3,0
Unres.Oper.Current	<b>U87P</b>	10
Res.Oper.Current	<b>O87P</b>	8,3
Sec.Har.Block.Per	<b>PCT2</b>	15 %
Fifth.Har.Block.Per	<b>PCT5</b>	35 %
Phase Inst.Overc – L1	<b>50P11P</b>	3,35 A
Phase Inst.Overc – Timer	<b>50P11D</b>	3 cycles
Negative Seq. Inst-L1	<b>50Q11P</b>	0,675 A
Negative Seq. (Timer)	<b>50Q11D</b>	4,8 cycles

**Tabela 03**

<b>SEL – 351A</b>		
<b>Proteção Da conexão em 13.8 kV</b>		
<b>Unidade</b>	<b>Simbolo</b>	<b>Valor</b>
Phase Undervoltage Block	<b>27B81P</b>	92 V
Level 1 Pick - UP	<b>81D1P</b>	59,2 Hz
Level 1 Time Delay	<b>81D1D</b>	9 cycles
Level 2 Pick - UP	<b>81D2P</b>	58 Hz
Level 2 Time Delay	<b>81D2D</b>	2 cycles
Level 1 Pick - UP	<b>59P1P</b>	124,2 V
Level 1 Time Delay	<b>59PID</b>	3 cycles
Level 2 Pick - UP	<b>59P2P</b>	119,02 V
Level 2 Time Delay	<b>59P2D</b>	3 cycles

**Nota 6** : As unidades de seqüência negativa 50Q1P,50Q2Pe 50Q3P deverão ter supervisão direcional(função 67) no sentido forward olhando para a concessionária. A unidade 50Q4P deverá ter a mesma supervisão mas olhando em sentido reverso, ou seja para a usina.

**Nota 7** : As respectivas temporizações das funções 59N1P,59QP e 59P deverão ser implementadas via lógica adicional no relé.

### 8.7 - Comentários Finais :

- Se ocorrer na entressafra da Usina a condição de importação e exportação de potência ativa entre os sistemas(Usina e Concessionária) com um valor menor do que 0.5 MW não haverá ajuste da proteção do paralelo para essa condição operativa conforme apresentado no item 8.4. Sugere-se portanto o uso de sinal de transfer-trip da concessionária sempre que houver uma atuação da proteção da linha de interligação ou dos circuitos adjacentes que impliquem de alguma forma em um degrau de energia nos geradores da usina.
- Sugere-se aqui também o uso de sinal de teleproteção de disparo permissivo(POTT) para a atuação conjunta com as funções 67\_2 de seqüência negativa do relé SEL311C que estão ajustadas para enxergar defeitos assimétricos além da barra 10003. Esse mesmo sinal deverá ser usado também em conjunto com o ajuste de zona 2 e 3 de distância do terminal da Usina.
- Para a função de Power Swing(Trip e Bloqueio por oscilação da função de Distância) recomenda-se usar o tempo de estabilidade da planta para se ajustar as respectivas temporizações dessas funções. Essas funções são importantes para se evitar o stress torsional no eixo do gerador para essas condições o que reduz o tempo de vida útil do mesmo.
- As temporizações das funções 59 e 81 da proteção do paralelo feitas no relé SEL-351A estão ajustadas de forma que se houver o religamento automático(Função 79) nas proteções das linhas de 138 kV seu respectivo tempo morto deverá ser de no mínimo 200 ms ou 12 ciclos.